



TUGAS AKHIR – EE 184801

**STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT SISTEM
KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA UNTUK
MASTERPLAN KALIMANTAN SAMPAI TAHUN 2050**

**Banu Adrieq
07111440000203**

**Dosen Pembimbing
Ir. Sjamsjul Anam, M.T.
Ir. Sai'in, M.T.**

**JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA 2019**



FINAL PROJECT – EE 184801

STUDY OF GENERATION PLANNING SYSTEMS IN EAST
AND NORTH KALIMANTAN FOR MASTERPLAN
KALIMANTAN UP TO 2050

Banu Adrieq
07111440000203

Advisor
Ir. Sjamsjul Anam, M.T.
Ir. Sai'in, M.T.

DEPARTEMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ELECTRICAL TECHNOLOGY
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY
SURABAYA 2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Studi Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Timur dan Utara untuk Masterplan Kalimantan sampai Tahun 2050”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah tertulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Desember 2018



Banu Adrieq

NRP. 07111440000203

--Halaman ini sengaja dikosongkan---

**STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT SISTEM
KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA UNTUK MASTERPLAN
KALIMANTAN SAMPAI DENGAN TAHUN 2050**

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui :

Dosen Pembimbing 1

Ir. Siamsul Anam, M.T.
NIP. 19630725199031002

Dosen Pembimbing 2

Ir. Sai'in, M.T.
NIP.



--Halaman ini sengaja dikosongkan---

STUDI PERENCANAAN PEMBANGKIT SISTEM KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA UNTUK MASTERPLAN KALIMANTAN SAMPAI TAHUN

2050

iv

Nama : Banu Adrieq
Pembimbing I : Ir. Sjamsjul Anam, MT.
Pembimbing II: Ir. Sai'in, MT.

ABSTRAK

Berdasarkan data rencana usaha penyediaan tenaga listrik PLN, terdapat pertumbuhan kebutuhan energi listrik di Kalimantan Timur dan Utara sebesar 7% setiap tahunnya. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, perlu adanya rencana pengembangan kapasitas pembangkit listrik dengan mempertimbangkan potensi energi setempat. Berdasarkan data RUPTL, terdapat potensi energi primer yang sangat besar di Kalimantan Timur dan Utara, antara lain : batubara mencapai 25 milyar ton, tenaga air mencapai 6000 MW, gas alam mencapai 46 TSCF, cadangan minyak bumi sekitar 985 MMSTB, dan potensi energi biomassa. Agar energi primer tersebut dapat dimanfaatkan secara optimal dan ekonomis, maka perlu dibuat rencana pengembangan pembangkit jangka panjang. Dalam membuat perencanaan ini, akan merujuk pada total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan dan memenuhi nilai indeks keandalan LOLP berdasarkan standar PLN yaitu sebesar $\leq 0,274\%$. Dalam simulasi dan hasil analisa menggunakan *software* WASP IV, didapatkan hasil konfigurasi dengan total biaya termurah (*least cost*) sebesar 15,8 Milyar US\$, dengan nilai indeks keandalan $<0.274\%$.

Kata kunci : Perencanaan pembangkit listrik, Potensi energi, WASP IV.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

***STUDY OF GENERATION PLANNING SYSTEMS IN
EAST AND NORTH KALIMANTAN FOR MASTER
PLAN KALIMANTAN UP TO 2050***

Name : Banu Adrieq
1st Advisor : Ir. Sjamsjul Anam, MT.
2nd Advisor : Ir. Sai'in, MT.

ABSTRACT

as well as population growth and economic growth are increase in east Kalimantan and north Kalimantan every year, the demand of electricity is expected to increase every year too. To meet these needs, a plan to develop capacity of power plants is needed by considering local potential energy. based on electricity supply business plan (RUPTL) data , there are some huge potential of primary energy in east kalimantan and north kalimantan, including: coal reaching 25 billion tons, hydropower reaching 6000 MW, natural gas reaching 46 TSCF, petroleum reserves around 985 MMSTB, and biomass potential energy. in order to these primary energy can be utilized optimally and economically, it is necessary to make a plan for developing a long-term generator. In making this plan, it will refer to the total cost of providing the cheapest electricity (least cost) in a period of the planning period and fulfill the LOLP reliability index value based on PLN standars which is equal to $\leq 0.274\%$. In the simulation and the results of the analysis using WASP IV software, the configuration results obtained with the lowest total cost (least cost) of 15.8 billion US\$, with a reliability index value of $\leq 0.274\%$.

Keywords: *Power plant planning, energy resource, WASP IV.*

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT karena dengan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “*Studi Perencanaan Pembangkit Sistem Kalimantan Timur dan Utara untuk Masterplan Kalimantan sampai tahun 2050*”.

Tugas akhir ini merupakan salah satu mata kuliah yang wajib ditempuh dalam persyaratan akademik program studi S1 di Departemen Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Dalam proses penyusunan buku ini terdapat pihak-pihak yang sangat berjasa dalam membantu terwujudnya buku ini. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah memberikan nikmat iman dan kesehatan serta rahmatnya hingga penyusunan buku Tugas Akhir ini berakhir
2. Kedua orang tua, kakak, dan segenap keluarga penulis yang selalu memberikan semangat, kasih sayang serta dukungan baik moral maupun material.
3. Bapak Ir. Sjamsjul Anam, MT. dan Bapak Ir. Sai'in, MT. selaku dosen - dosen pembimbing yang telah banyak memberikan saran dan bimbingan dalam penyusunan tugas akhir ini.
4. Seluruh teman-teman yang telah membantu pelaksanaan Tugas Akhir ini, yaitu Bories, imam, farhan, dan zainal.
5. Seluruh keluarga besar Teknik Elektro ITS, teman-teman e54, para dosen dan karyawan atas dukungan, masukan serta kerjasamanya sepanjang masa perkuliahan dan pengerjaan tugas akhir ini.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat bermanfaat untuk banyak pihak. Oleh sebab itu, penulis mengharapkan kritik, saran serta koreksi yang membangun dari pembaca untuk perbaikan di masa mendatang.

Surabaya, Desember 2018

Penulis

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	v
<i>ABSTRACT</i>	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI.....	xvi
DAFTAR GAMBAR	xx
DAFTAR TABEL.....	xxii
BAB 1	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Tujuan.....	3
1.5 Metodologi.....	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Relevansi dan Manfaat	5
BAB 2	7
DASAR TEORI	7
2.1 Pengertian Pembangkit Tenaga Listrik	7
2.2 Jenis-jenis Pembangkit Tenaga Listrik	7
2.2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)	7
2.2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG).....	8
2.2.3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU).....	9
2.2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD).....	10

2.2.5 Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA).....	10
2.3 Faktor-faktor dalam Pembangkitan Tenaga Listrik	12
2.3.1 Faktor Beban	12
2.3.2 Faktor Kapasitas	12
2.3.3 Forced Outage Rate	12
2.4 Parameter Teknis pada Pembangkit Tenaga Listrik	13
2.4.1 Heat Rate	13
2.4.2 Lifetime Pembangkit	14
2.4.3 Minimum Load.....	14
2.5 Faktor-Faktor dalam Optimasi Perencanaan Pembangkit	14
2.5.1 Loss of Load Probability	14
2.5.2 Spinning Reserve.....	15
2.5.3 Energy Not Serve (ENS)	15
2.5.4 Reserve Margin	15
2.6 Biaya Pokok Pembangkitan	15
2.7 Wien Automatic System Planning IV (WASP IV).....	16
2.7.1 Alur Kerja WASP IV	17
2.7.2 Common Case Data.....	19
2.7.3 Loadsy (Load System).....	20
2.7.4 Fixsys (Fixed System)	20
2.7.5 Varsys (Variable System Description)	22
2.7.6 Congen (Configuration Generator).....	23
2.7.7 Mersim (Merge and Simulate).....	24
2.7.8 Dynpro (Dynamis Programming Optimization)	25
2.7.9 Reprobat (Report Writer of WASP in a Batched Environment).....	26

BAB 3 KONDISI SISTEM KELISTRIKAN DAN POTENSI ENERGI PRIMER DI KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA	27
3.1 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Saat Ini	27
3.1.2 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Kalimantan Timur	27
3.1.3 Kondisi Sistem Tenaga Listrik Kalimantan Utara	28
3.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik	29
3.2.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Timur	29
3.2.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Utara	29
3.3 Kapasitas Terpasang dan Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting	30
3.3.1 Kapasitas terpasang dan Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting Kalimantan Timur	30
3.3.2 Kapasitas Terpasang dan Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting Kalimantan Utara	31
3.4 Potensi Energi Primer	32
3.5 Penambahan Pembangkit Hingga Tahun 2020	33
BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA TAHUN 2021-2025	35
4.1 Asumsi Perencanaan	35
4.2 Inputan Data	35
4.2.1 Input Data Beban	35
4.2.2 Input Data Pembangkit Eksisting	37
4.3 Simulasi Konfigurasi Pembangkit	41
4.4 Hasil Optimasi Pengembangan Pembangkit	41
4.5 Nilai Biaya Pengembangan Pembangkit dan Indeks Keandalan.	47
BAB 5 PENUTUP	49
5.1 Kesimpulan	49

5.2 Saran	49
Daftar Pustaka	51
LAMPIRAN.....	53
BIOGRAFI PENULIS	59

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Tampilan Common Case Data.....	19
Gambar 2.2 Tampilan modul <i>loadsy</i>	20
Gambar 2.3 Tampilan modul <i>fixsys</i>	22
Gambar 2.4 Tampilan modul <i>Varsys</i>	23
Gambar 2.5 Tampilan modul <i>congen</i>	24
Gambar 2.6 Tampilan modul <i>mersim</i>	25
Gambar 2.7 Tampilan modul <i>dynpro</i>	26
Gambar 3.1 Peta Sistem Tenaga Listrik di Kalimantan Timur.....	27
Gambar 3.2 Peta Sistem Tenaga Listrik di Kalimantan Timur.....	28
Gambar 4.1 Karakteristik Beban Harian.....	36
Gambar 4.2 Grafik <i>load duration curve</i> Kaltimra.....	36
Gambar 4.3 Grafik beban puncak Kaltimra tahun 2021-2025.....	37
Gambar 4.4 Grafik kapasitas pembangkit eksiting Kaltimra.....	38
Gambar 4.5 Grafik <i>screening curve</i>	41
Gambar 4.6 Diagram batang pembangkit perjenis BB.....	46

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tabel Nilai <i>heat rate</i> pembangkit <i>thermal</i>	13
Tabel 2.2 Tabel Nilai <i>heat rate</i> pembangkit <i>thermal</i>	14
Tabel 3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Timur (Gwh).....	29
Tabel 3.2 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan Timur(Ribu).....	29
Tabel 3.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Utara (Gwh).....	30
Tabel 3.4 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan Utara(Ribu)..	30
Tabel 3.5 Pembangkit Listrik Tenaga Eksisting Kalimantan Timur.....	31
Tabel 3.6 Pembangkit Listrik Tenaga Eksisting Kalimantan Utara.....	31
Tabel 3.7 Potensi Energi Primer Kaltimra.....	32
Tabel 3.8 Potensi Energi Tenaga Air Kaltimra.....	33
Tabel 3.9 Daftar Penambahan Pembangkit Kaltimra.....	33
Tabel 4.1 Daftar kandidat pembangkit <i>hydro</i>	39
Tabel 4.2 Daftar kandidat pembangkit <i>thermal</i>	39
Tabel 4.3 Data tiap jenis pembangkit.....	42
Tabel 4.4 Kapasitas pembangkit terpilih.....	43
Tabel 4.5 Kapasitas pembangkit terpilih dengan pembangkit eksisting.....	44
Table 4.6 Biaya pengembangan pembangkit tahun 2021-2050..	47

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Seiring dengan meningkatnya pertumbuhan penduduk di daerah Kalimantan saat ini dan pertumbuhan ekonomi dalam lima tahun terakhir cukup tinggi, kebutuhan pokok akan energi listrik di daerah Kalimantan, kedepannya akan meningkat dengan pesat. Maka dari itu, perlu adanya strategi yang tepat untuk mengatasi berbagai masalah listrik kedepan agar Kalimantan tidak mengalami krisis energi listrik. Berdasarkan Peraturan Presiden No. 22 Tahun 2017 mengenai Rencana Umum Energi Nasional (RUEN), akan dibuat kebijakan mengenai rencana pengelolaan energi tingkat nasional bersifat lintas sector untuk mencapai sasaran Kebijakan Energi Nasional (KEN) Hingga Tahun 2050.

PT. PLN (Persero) akan merekonstruksi jaringan kelistrikan di pulau Kalimantan untuk Masterplan kelistrikan sampai dengan tahun 2050 sehingga diperlukan perencanaan penambahan kapasitas pembangkitan listrik. Tugas akhir saya fokus terhadap perencanaan pengembangan kapasitas pembangkit untuk wilayah Kalimantan Timur dan Utara dengan menganalisa sumber daya alam yang terdapat di daerah Kalimantan Timur dan Utara berdasarkan pada kriteria keekonomian dan keandalan tertentu. Berdasarkan data kelistrikan, bahwa rasio elektrifikasi Kalimantan Timur dan Utara mencapai 92,5 % pada tahun 2017 dan direncanakan mencapai 100% pada tahun 2021[1]. Berdasarkan data dari Dirjen Ketenagalistrikan, konsumsi energi listrik pertahun 2017 di Kalimantan Timur dan Utara telah mencapai 3.494 GWh dengan konsumsi persektornya mencapai 414 GWh untuk sektor industri, 1.918 GWh untuk sektor rumah tangga, 706 GWh untuk sektor bisnis, dan 290 GWh untuk sektor publik. [2]. Konsumsi energi listrik Kalimantan Timur dan Utara diperkirakan akan terus meningkat dengan proyeksi pertumbuhan konsumsi energi listrik sekitar 11 % pertahun. Berdasarkan proyeksi tersebut, pada tahun 2034 Kalimantan Timur dan Utara diperkirakan akan membutuhkan energi listrik sebesar 7.338 GWh [3].

Sementara itu, diketahui potensi sumber energi primer di Kalimantan Timur dan Utara yang dapat digunakan sebagai sumber energi

pembangkit tenaga listrik yaitu cadangan minyak bumi yang diperkirakan sekitar 985 MMSTB dan produksinya mencapai 57 MMSTB/Tahun, cadangan gas bumi mencapai 46 TSCF, cadangan batubara mencapai 25 milyar ton dengan tingkat produksi mencapai 120 juta ton per tahun, potensi tenaga air sebesar 6000MW di daerah aliran sungai (DAS) kayan, 350 MW di Tabang dan 630 MW Boh 2 di kabupaten Kutai Kartanegara, potensi tenaga air mini Hydro antara 200kW hingga 500 kW di sebelah hulu sungai Mahakam, potensi panas bumi sekitar 30 MWe. Selain itu, terdapat potensi gas metan batubara (CBM) sebesar 108 TSCF [3]. Dalam menganalisa potensi sumber daya di suatu daerah, perlu dipertimbangkan untuk kedepannya apakah memanfaatkan energi fosil, baru atau terbarukan, karena akan berdampak penting bagi ekosistem alam Pulau Kalimantan itu sendiri nantinya.

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV (Net Present Value) total biaya penyediaan listrik termurah (least cost) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan, dan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu objective function yang mencakup NPV dari biaya capital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan serta biaya energy not served. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (salvage value) dari pembangkit yang terpilih pada akhir tahun periode studi. Simulasi dan optimasi dilakukan dengan menggunakan model yang disebut WASP (Wien Automatic System Planning).

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana cara memenuhi permintaan beban yang terus tumbuh?
2. Apa potensi energi primer yang terdapat di Kalimantan Timur dan Utara?
3. Apa saja jenis pembangkit yang berpeluang bisa dikembangkan di daerah Kalimantan Timur dan Utara?
4. Kriteria apa saja yang diperlukan dalam membuat rencana pengembangan kapasitas pembangkit di daerah Kalimantan Timur dan Utara?

1.3 Batasan Masalah

Untuk menyelesaikan masalah dalam tugas akhir ini, maka perlu diberikan batasan-batasan sebagai berikut :

1. Analisis potensi sumber daya di Kalimantan Timur dan Utara.
2. Perencanaan penambahan pembangkit tenaga listrik sampai dengan tahun 2050 sesuai dengan kapasitas potensi sumber daya yang ada.
3. Simulasi dan analisis menggunakan *software* WASP IV

1.4 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui cara memenuhi permintaan beban agar tidak terjadi kekurangan energi dimasa depan.
2. Mengetahui potensi energi primer yang terdapat di Kalimantan Timur dan Utara.
3. Dapat mengkaji jenis pembangkit yang berpeluang bisa dikembangkan di Kalimantan Timur dan Utara.
4. Dapat membuat rencana pengembangan kapasitas pembangkit berdasarkan pada kriteria keekonomian dan keandalan tertentu.
5. Sebagai data awal dalam membuat masterplan kelistrikan Kalimantan.

1.5 Metodologi

Metode yang digunakan pada tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan untuk menyelesaikan masalah yang berhubungan dengan judul tugas akhir agar penguasaan materi lebih baik. Studi yang akan dilakukan mengenai studi pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, proses perancangan pembangkitan dan potensi – potensi sumber daya energi di Kalimantan Timur dan Utara.

2. Pengumpulan Data

Pengambilan data yang didapatkan untuk menganalisis potensi – potensi sumber daya yang paling berpengaruh serta dapat membangkitkan daya listrik yang besar di Kalimantan Timur dan Utara.

3. Simulasi

Setelah mendapatkan data yang dibutuhkan maka selanjutnya adalah mengolah data dalam bentuk simulasi untuk mengetahui optimasi dari suatu pembangkit berdasarkan potensi – potensi yang ada memakai *software* WASP IV.

4. Analisis Data

Dari hasil simulasi yang didapatkan berupa karakteristik keandalan dari sistem kelistrikan kemudian mengolah data dengan menganalisis terhadap hasil tersebut. Setelah pengolahan dan penganalisisan data, pembahasan selanjutnya adalah perancangan jaminan ketersediaan energi listrik dari potensi – potensi sumber daya energi fosil, baru dan terbarukan.

5. Penulisan Buku Tugas Akhir.

Penulisan laporan adalah rangkuman kesimpulan akhir dari beberapa rangkaian metodologi diatas untuk menggambarkan hasil serta analisis dan simulasi yang telah dilakukan.

1.6 Sistematika Penulisan

Pada tugas akhir ini terdiri dari 5 bab, dengan sistematika penulisan sebagai berikut :

Bab 1 : PENDAHULUAN.

Bab ini meliputi latar belakang permasalahan, tujuan, batasan masalah, penjabaran mengenai metodologi pengerjaan, sistematika penulisan dan manfaat dari tugas akhir.

Bab 2 : DASAR TEORI.

Bab ini meliputi dasar teori dari berbagai jenis pembangkit tenaga listrik yang akan digunakan dalam percobaan.

Bab 3 : KONDISI SISTEM KELISTRIKAN DAN POTENSI ENERGI PRIMER DI KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA.

Pada bab ini berisi mengenai data-data sistem kelistrikan yang ada di Kalimantan Timra, dan data sumber potensi yang ada di Kaltimra.

Bab 4 : SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA TAHUN 2021-2025.

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai proses pengerjaan dan hasil akhir optimasi pada aplikasi bantu Wien automatic system planning (WASP IV).

Bab 5 : PENUTUP.

Bab ini berisi kesimpulan dan saran dari hasil analisis yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi dan Manfaat

Manfaat dari tugas akhir ini adalah :

1. Sebagai data pendukung untuk pengembangan *masterplan* Kalimantan secara keseluruhan.
2. Memberi masukan kepada PT. PLN (Persero) maupun konsultan perancangan sistem kelistrikan untuk dapat memanfaatkan potensi – potensi sumber daya energi fosil, baru dan terbarukan di Kalimantan Timur dan Utara.
3. Memberi masukan kepada PT. PLN (Persero) maupun konsultan perancangan sistem kelistrikan untuk mengetahui keandalan perancangan pembangkit tenaga listrik sesuai dengan kapasitas potensi sumber daya yang ada.
4. Sebagai media pembelajaran mahasiswa atau umum dalam mempelajari potensi – potensi sumber daya energi dan perancangan pembangkitan.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 2

DASAR TEORI

2.1 Pengertian Pembangkit Tenaga Listrik

Pembangkit tenaga listrik yaitu merupakan suatu alat atau system yang mampu mengubah energi potensial menjadi energi mekanik, kemudian menjadi energi listrik. Dalam prosesnya, dibutuhkan berbagai sumber energi primer/ bahan bakar, seperti batubara, minyak, gas, air dan energi cahaya, agar energi tersebut dapat dikonversikan menjadi energi listrik.

Bagian utama dari pembangkit tenaga listrik ini ada generator listrik, yaitu mesin berputar yang mengubah energi mekanis menjadi energi listrik dengan menggunakan prinsip medan magnet yang diputar memotong konduktor/ kumparan jangkar. Berdasarkan jenis energinya, terdapat 2 jenis pembangkit listrik :

- Pembangkit listrik thermal, yaitu pembangkit yang dalam proses pembangkitannya melibatkan panas. Energi yang digunakan untuk pembangkit ini yaitu energi fosil seperti, batubara, minyak, gas alam, dan panas bumi. Energi fosil ini merupakan termasuk energi tidak terbarukan (*unrenewable enegy*)
- Pembangkit listrik non-thermal, yaitu pembangkit yang dalam proses pembangkitannya tidak menggunakan energi fosil, seperti air, surya, dan angin. Energi ini termasuk ke dalam energi baru terbarukan (*renewable energy*)

2.2 Jenis-jenis Pembangkit Tenaga Listrik

2.2.1 Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU)

Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) adalah pembangkit yang mengandalkan energi kinetik uap untuk menghasilkan energi listrik. Dimana, uap tersebutlah yang akan menggerakkan generator listrik. Ketika air dalam boiler di panaskan, akan menghasilkan uap kering yang akan melewati turbin, dimana turbin tersebut tersambung dengan generator sehingga generator dapat dibangkitkan dan menghasilkan

listrik. Uap yang telah melewati turbin tersebut, akan dikondensasikan didalam kondensor.

Prinsip kerja dari pembangkit listrik jenis ini pada intinya adalah generator listrik (alternator) yang seporos dengan turbin yang digerakkan oleh tenaga kinetic dari uap panas/kering. Pembangkit tenaga uap dapat dibangkitkan dengan beberapa jenis bahan bakar seperti, batubara, minyak bakar serta *Main Fuel Oil* (MFO), solar, *High Speed Diesel* (HSD) [4].

Terdapat beberapa keuntungan dari pembangkit listrik tenaga uap seperti : biaya investasi yang murah dibanding beberapa pembangkit lain, ketersediaan batubara yang melimpah di Indonesia, tingkat efisiensi yang tinggi, sangat pas digunakan sebagai pemenuhan beban dasar, *lifetime* peralatan yang cukup lama. Serta biaya perawatan yang murah. Sedangkan, terdapat beberapa kekurangan dari pembangkit listrik tenaga uap seperti, dibutuhkan lahan yang luas dan jauh dari pemukiman, dibutuhkan air pendingin yang cukup banyak, proses starting yang lama, investasi awal yang mahal, serta terdapatnya efek pembakaran batubara berupa polusi udara yang dapat mencemarkan lingkungan sekitar.

2.2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

Pembangkit listrik tenaga gas adalah pembangkit yang mengandalkan gas sebagai fluida kerjanya, dengan menggunakan turbin gas sebagai *prime mover*-nya. Turbin gas sendiri merupakan pembangkit yang cukup sederhana dibanding dengan pembangkit jenis lain, karena hanya terdiri atas empat komponen utama yaitu compressor, ruang bakar, turbin gas, dan generator.

Prinsip kerja dari pembangkit listrik tenaga gas ini yaitu, udara dimasukkan ke dalam kompresor agar dinaikkan tekanannya hingga mencapai 13 kg/cm^2 , kemudian udara yang sudah dinaikkan tersebut dialirkan menuju ruang bakar (*combustor*). Dalam ruang bakar ini, udara yang bertekanan 13 kg/cm^2 tadi, dicampurkan dengan bahan bakar untuk dibakar. Terdapat dua jenis bahan bakar yang dapat digunakan, apabila menggunakan bahan bakar gas (BBG) maka gas dapat langsung dicampur dengan udara tadi untuk dibakar, sedangkan jika bahan bakar

menggunakan bahan bakar minyak (BBM), maka BBM ini harus dijadikan kabut terlebih dahulu kemudian baru dapat dicampur dengan udara dari compressor untuk dibakar.

Hasil dari pembakaran dalam ruang bakar berupa gas bersuhu tinggi kira-kira 1300°C dengan tekanan 13 kg/cm^2 , gas hasil pembakaran ini kemudian dialirkan menuju turbin untuk disempotkan kepada sudu-sudu turbin sehingga energi gas ini dikonversikan menjadi energi mekanik dalam turbin penggerak generator (dan kompresor udara) dan akhirnya generator menghasilkan listrik.

Terdapat beberapa keunggulan dari pembangkit listrik tenaga gas ini seperti : fleksibel dalam pengoperasian atau proses *starting* yang cepat, sangat cocok untuk memenuhi beban puncak (*peak load*), pembangunan plant yang cepat, dan lebih ramah lingkungan dibanding PLTU. Terdapat beberapa kelemahan juga seperti : *lifetime* yang singkat, sparepart pembangkit yang mahal, efisiensi pemakaian bahan bakar rendah sekitar 15-25%, serta diperlukan tingkat *maintenance* yang tinggi terutama pada bagian-bagian yang terkena aliran gas hasil pembakaran yang suhunya mencapai 1300°C .

2.2.3 Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap (PLTGU)

Pembangkit listrik tenaga gas dan uap (PLTGU) merupakan kombinasi dua jenis pembangkit, yaitu pembangkit listrik tenaga gas (PLTG) dengan pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) atau biasa disebut *Combined Cycle*. Dimana, PLTU disini bekerja dengan memanfaatkan gas buang dari PLTG yang umumnya mempunyai suhu diatas 400°C , dengan cara dialirkan ke dalam ketel uap PLTU untuk menghasilkan uap penggerak turbin uap. Umumnya, didapat PLTU dengan daya sebesar 50% dari daya PLTG. Ketel uap yang berfungsi sebagai penampung gas buang dari PLTG memiliki desain khusus untuk memanfaatkan gas buang dimana dalam bahasa inggris disebut *Heat Recovery Steam Generator*.

Prinsip kerja dari PLTGU yaitu PLTG bekerja seperti biasa, kemudian setiap PLTG ini memiliki sebuah ketel uap penampung gas buang yang keluar dari unit PLTG, uap dari unit PLTG tersebut kemudian ditampung dalam sebuah pipa pengumpul uap bersama biasa disebut *common steam header*. Dari pipa tersebut, uap dialirkan ke turbin uap

PLTU yang terdiri dari turbin tekanan tinggi dan turbin tekanan rendah. sehingga dapat menggerakkan generator PLTU hingga dapat menghasilkan energi listrik. Uap yang keluar dari turbin tekanan rendah, akan dialirkan ke kondensor untuk diembunkan. Dari kondensor, air di pompa untuk dialirkan menuju ketel uap.

Terdapat beberapa keuntungan dari jenis pembangkit listrik tenaga gas dan uap, diantaranya : efisiensi thermal yang tinggi diantara jenis pembangkit lain sekitar 45%, biaya operasi lebih murah, air pendingin yang dibutuhkan lebih sedikit dibanding PLTU konvensional, lebih ramah lingkungan dengan menggunakan bahan bakar gas, dapat dibangun beberapa turbin gas dan HRSG untuk satu turbin uap sehingga tidak perlu *men-shutdown* PLTU lebih sering jika ada *maintenance* terhadap PLTG. Untuk kelemahan yang ada pada PLTG diantaranya : proses pembangunan plant yang lama, dan emisi gas buang yang dapat mencemarkan polusi (jika PLTG menggunakan bahan bakar minyak)

2.2.4 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)

Pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) yaitu pembangkit yang menggunakan mesin diesel yang berbahan bakar High Speed Diesel Oil (HSDO) sebagai penggerak mula (*prime mover*) dalam membangkitkan listrik. PLTD biasanya mempunyai ukuran daya mulai dari 40 kW hingga puluhan MW. PLTD biasanya masih banyak digunakan di daerah Indonesia karena system interkoneksi yang belum menyeluruh ke beberapa pelosok daerah. PLTD yang biasa digunakan merupakan PLTD dengan daya rendah.

Dari sisi efisiensi, PLTD merupakan salah satu jenis pembangkit dengan biaya operasi yang cukup tinggi, serta tidak ekonomis karena biaya terbesar dalam pengoperasian PLTD adalah biaya bahan bakar. PLTD dalam beberapa tahun ke depan, harus segera di ganti karena masih menggunakan bahan bakar minyak yang merupakan *non-renewable energy* yang harus diganti dengan bahan bakar yang lebih efisien dan ramah lingkungan.

2.2.5 Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA)

Pembangkit tenaga listrik air (PLTA) merupakan pembangkit yang bekerja dengan cara memanfaatkan potensi tenaga air sehingga

dikonversikan menjadi tenaga listrik. Dengan cara mengubah energi potensial (dari alam atau air terjun) menjadi energi mekanik (dengan bantuan turbin air) dan dari energi mekanik tersebut di ubah menjadi energi listrik (dengan bantuan generator).

Potensi tenaga air biasa didapatkan dari aliran sungai yang mengalir di daerah pegunungan. Agar dapat memanfaatkan potensi air tersebut, perlu membendung sungai tersebut sehingga aliran air sungai dapat disalurkan ke bangunan air PLTA (Gedung Sentral).

Terdapat 2 jenis type PLTA berdasarkan aliran sungai nya, yaitu :

- PLTA *run-of river*

Pada PLTA *run of river* , prinsipnya adalah membangkitkan listrik dengan memanfaatkan aliran sungai itu sendiri secara alamiah, dimana aliran sungai dipotong dan diarahkan menuju dam sederhana, kemudian di alirkan menuju *powerhouse* yang akan membangkitkan listrik.

- PLTA *reservoir*

PLTA *reservoir*, prinsipnya yaitu aliran sungai dibendung dengan bendungan besar, atau dibuatkan kolam penampungan air yang besar seperti danau buatan, ataupun danau asli yang dapat berfungsi juga sebagai penampung air hujan sebagai cadangan air.

Terdapat beberapa keunggulan dari jenis pembangkit listrik tenaga air ini, diantaranya : bebas polusi karena tidak menggunakan bahan bakar fosil, waduk dapat digunakan untuk fungsi lain seperti sarana irigasi, pengendalian banjir, dan pariwisata, biaya operasi yang murah dan pemeliharannya mudah.

Sedangkan beberapa kekurangan dari jenis pembangkit ini yaitu : investasi yang mahal karena membutuhkan lahan yang besar untuk membuat bendungan/ kolam penampungan air serta umumnya terletak di daerah pegunungan, jauh dari konsumsi tenaga listrik (kota).

2.3 Faktor-faktor dalam Pembangkitan Tenaga Listrik

2.3.1 Faktor Beban

Faktor beban yaitu perbandingan antara besarnya beban rata-rata dengan beban puncak tertinggi yang diukur dalam jangka waktu tertentu. Beban rata-rata untuk suatu selang waktu tertentu adalah jumlah produksi kWh dalam selang waktu tertentu dibagi dengan jumlah jam dari selang waktu tertentu yang sama.

$$\text{Faktor Beban} = \frac{\text{Beban rata - rata}}{\text{Beban puncak}}$$

Bagi penyedia tenaga listrik, semakin tinggi faktor beban, maka semakin rata beban system. Sehingga, tingkat pemanfaatan alat-alat kelistrikan yang ada dalam system dapat digunakan semaksimal mungkin juga. Sesuai pengalaman PLN, faktor beban tahunan system berkisar 60%-80%.

2.3.2 Faktor Kapasitas

Faktor kapasitas menunjukkan seberapa besar manfaat sebuah pembangkit yang dapat digunakan terhadap kapasitasnya. Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) dapat diformulasikan sebagai berikut :

$$\text{Faktor Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Energi (MWh) dalam satu tahun}}{\text{Daya Mampu (MW) x 8760 jam}}$$

Semakin tinggi faktor kapasitas suatu pembangkit, maka semakin baik keandalan unit. Dalam praktiknya, faktor kapasitas suatu pembangkit dalam setahun, tidak akan mencapai 100%, dikarenakan adanya masa pemeliharaan dan faktor jika terjadinya kerusakan yang dialami oleh unit pembangkit atau faktor musim yang berkaitan dengan ketersediaan air pada PLTA.

2.3.3 Forced Outage Rate

Forced outage rate (FOR) merupakan sebuah faktor yang menunjukkan sering-tidaknya suatu pembangkit mengalami gangguan atau kerusakan, biasanya diukur untuk masa satu tahun.

$$\text{FOR} = \frac{\text{Jumlah jam gangguan unit}}{(\text{Jumlah jam operasi} + \text{Jumlah jam gangguan unit pembangkit})}$$

Semakin kecil nilai FOR-nya, maka keandalan suatu pembangkit tersebut semakin baik karena jarang terjadi gangguan pada unit pembangkit tersebut. Begitupun sebaliknya, jika nilai FOR-nya tinggi, maka keandalan pembangkitnya rendah. Rendahnya nilai FOR suatu pembangkit, bisa disebabkan oleh kurang baiknya pemeliharaan peralatan pada unit pembangkit.

2.4 Parameter Teknis pada Pembangkit Tenaga Listrik

2.4.1 Heat Rate

Heat rate merupakan salah satu indikator untuk menentukan performa dan efisiensi suatu pembangkit listrik. Heat rate merupakan perbandingan energi input dengan energi yang dihasilkan/ output. Dalam suatu pembangkit listrik, nilai heat rate berdasarkan satuan kKal/ kWh, dimana kKal merepresentasikan energi input bahan bakar pembangkit dan kWh merupakan output / listrik yang dihasilkan. Semakin besar nilai heat rate, maka semakin jelek efisiensi peralatan tersebut. Dalam PLTU, terdapat beberapa heat rate yang dilakukan berdasarkan posisi pengambilan titiknya, seperti *Turbin Heat Rate* (THR), *Gross Plant Heat Rate* (GPHR), dan *Nett Plant Heat Rate* (NPHR). Berikut nilai *heat rate* dari beberapa pembangkit *thermal* [5] :

Tabel 2.1 Tabel Nilai *heat rate* pembangkit *thermal*

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Heat Rate (Btu/kWh)
PLTU	600	9200
PLTG	160	10810
PLTGU	250	7196

Sementara berdasarkan S-PLN 79:1987, heat rate untuk pembangkit jenis PLTD adalah sebagai berikut :

Tabel 2.2 Tabel Nilai *heat rate* pembangkit *thermal*

Kapasitas (MW)	Heat Rate (liter/kWh)	
	Beban 100 %	Beban 50%
1	0,237-0,261	0,249-0,284
4	0,231-0,249	0,237-0,255
8	0,225-0,243	0,231-0,249
12	0,219-0,237	0,225-0,249

2.4.2 Lifetime Pembangkit

Lifetime pembangkit merupakan lama usia suatu pembangkit dapat beroperasi secara maksimal. Semakin lama usianya, performanya akan terus menurun. Pembangkit listrik tenaga uap memiliki masa *lifetime* sekitar 30 tahun, pembangkit listrik tenaga gas dan uap memiliki masa *lifetime* sekitar 20-25 tahun. Sedangkan pembangkit listrik tenaga air memiliki masa *lifetime* sekitar 50 tahun.

2.4.3 Minimum Load

Setiap jenis pembangkit, memiliki tingkat minimum load yang berbeda-beda sesuai dengan karakteristiknya. Seperti PLTG yang memiliki nilai minimum load 20%-50%. PLTU jenis hard coal memiliki nilai minimum load 20%-40%, PLTU jenis lignite 40%-60% dan PLTGU memiliki nilai minimum load 30%-50%.

2.5 Faktor-Faktor dalam Optimasi Perencanaan Pembangkit

2.5.1 Loss of Load Probability

Loss of Load Probability (LOLP) merupakan suatu nilai yang menyatakan kemungkinan dimana terjadinya pemadaman/ kehilangan beban, selama waktu t , akibat nilai beban puncak melebihi daya terpasang pada system. Hal ini dapat terjadi akibat adanya pengeluaran unit pembangkit dari system yang direncanakan untuk keperluan pemeliharaan dan perbaikan (*planned outage*) maupun akibat gangguan (*forced outage*).

LOLP biasa dinyatakan dalam hari pertahun. Semakin kecil nilai LOLP maka, daya yang tersedia harus lebih tinggi agar beban puncak dapat terus terpenuhi tanpa terjadinya pemadaman. PLN menerapkan standar untuk *risk level* LOLP satu hari per tahun.

2.5.2 Spinning Reserve

Cadangan berputar (Spinning Reserve) adalah istilah yang digunakan untuk menggambarkan jumlah total pembangkit yang tersedia dari semua unit yang disinkronkan tanpa beban maupun rugi-rugi yang harus di suplai. Cadangan berputar harus sedemikian rupa, sehingga jika kehilangan satu atau lebih unit pembangkit tidak menyebabkan penurunan frekuensi sistem. Sehingga, jika satu unit pembangkit gagal, harus ada yang menyuplai daya dari unit lainnya untuk mengatasi keadaan yang terjadi pada suatu periode waktu tertentu [6].

2.5.3 Energy Not Serve (ENS)

Energy Not Served (ENS) atau energi tak terpenuhi menunjukkan besarnya energi yang hilang karena kapasitas daya tersedia lebih kecil dari permintaan beban puncak. Indeks keandalan energi tak terpenuhi dinyatakan dalam satuan MWh/tahun.

2.5.4 Reserve Margin

Reserve margin merupakan suatu cadangan daya pembangkit yang diadakan, bertujuan untukantisipasi jika terjadi kerusakan atau pemeliharaan pada salah satu pembangkit yang terdapat dalam sistem.

2.6 Biaya Pokok Pembangkitan

Biaya pokok pembangkitan menggambarkan besarnya biaya yang harus dikeluarkan untuk setiap energi listrik yang dihasilkan selama satu tahun operasi yang dinyatakan dalam satuan \$/kW-year. Ada beberapa parameter dalam perhitungan biaya pokok pembangkitan, yaitu biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya pemeliharaan tetap dan biaya pemeliharaan variabel. Berikut persamaan perhitungan biaya pokok pembangkitan :

$$BPP = (CRF \times I) + (12 \times O\&M \text{ fix}) + \left[8,76 \times ((FC)_f + (O\&M \text{ variable})) \times \frac{f}{100} \right]$$

Dimana :

$$CRF = \frac{i \times (1 + i)^T}{(1 + i)^T - 1}$$

Keterangan :

BPP	=	Biaya pokok pembangkitan (\$/kW-year)
O&M fix	=	Biaya pemeliharaan tetap (\$/kW-month)
O&M <i>variable</i>	=	Biaya pemeliharaan variabel (\$/MWh)
FC	=	Biaya bahan bakar (\$/MWh)
CRF	=	<i>Capital recovery factor</i>
i	=	Suku bunga (%)
T	=	<i>Lifetime</i> pembangkit

Dari persamaan perhitungan biaya pokok pembangkit di atas, maka akan didapatkan sebuah *screening curve* yang dapat menggambarkan nilai faktor kapasitas yang optimal untuk setiap jenis pembangkit.

2.7 Wien Automatic System Planning IV (WASP IV)

Wien Automatic System Planning IV (WASP IV) merupakan aplikasi yang berfungsi untuk mencari perencanaan ekspansi pembangkit listrik yang optimal untuk sistem kelistrikan suatu daerah dalam periode tertentu hingga 30 tahun kedepan. Optimasi dapat dilakukan dengan memahami setiap jenis karakteristik pembangkit yang akan direncanakan berdasarkan biaya total minimum. Setiap kemungkinan penambahan unit pembangkit listrik pada sistem dan kendala-kendalanya dievaluasi dengan fungsi objektif sebagai berikut [7] :

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_j, t - S_j, t + L_j, t + F_j, t + M_j, t + Q_j, t]$$

Dimana :

B_j = Fungsi objektif dari perencanaan pengembangan

t = Fungsi waktu dalam tahun ke 1,2,...,T

I = Biaya investasi modal

S = Nilai sisa (*salvage value of investment cost*)

L = Biaya penyimpanan bahan bakar (L)

F = Biaya bahan bakar

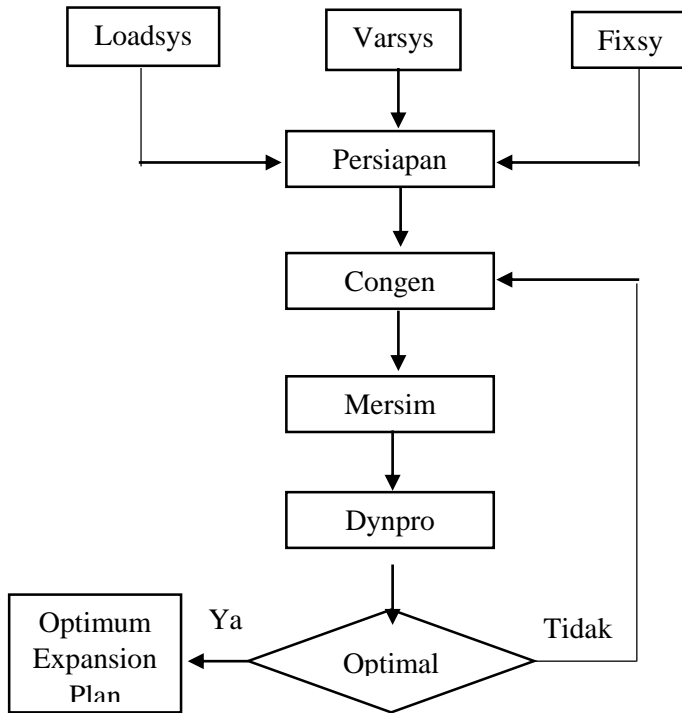
M = Biaya operasi dan perawatan

Q = Biaya energi tak terpenuhi (*energy not served*)

WASP sendiri pertama kali dikembangkan oleh Tennessee Valley Authority (TVA) dan Oak Ridge National Laboratory (ORNL) dari Amerika Serikat pada tahun 1972-1973. Dalam pengerjaan aplikasi WASP IV ini, terdapat tujuh modul, yaitu : *Loads*, *Fixsys*, *Varsys*, *Congen*, *Mersim*, *Dynpro*, dan *Reprobat*.

2.7.1 Alur Kerja WASP IV

Terdapat tujuh modul yang terdapat pada *software WASP IV* dimana tiga modul awal merupakan data inputan, dan tiga modul berikutnya merupakan modul pengerjaan dan modul terakhir berisikan data laporan semua proses. Berikut merupakan alur kerja dari WASP IV :



Cara kerja WASP IV berdasarkan *flowchart* diatas yaitu :

- a) Modul *loadsys*, *fixsy*, dan *varsys* merupakan modul inputan yang berisi mengenai data pembebanan, data pembangkit eksisting, dan data jenis pembangkit yang akan direncanakan dalam perencanaan.
- b) Hasil dari inputan data diatas, akan diolah dalam modul *congen*. Di modul ini kita menentukan konfigurasi generator dengan menentukan batas minimum dan maximum *reserve margin* yang telah ditentukan. Batasan

ini bertujuan agar konfigurasi generator yang dihasilkan sesuai dengan yang diinginkan.

- c) Modul *mersym*, akan mengolah data dari *congen*, dengan memperhatikan aspek LOLP (standar PLN sebesar $<0.274\%$) dan biaya operasional pertahun. Apabila nilai LOLP belum sesuai dengan standar, maka harus diatur kembali konfigurasi generator pada modul *congen*.
- d) Setelah diperoleh nilai LOLP yang sesuai standar dengan konfigurasi yang tepat, maka selanjutnya dilakukan eksekusi modul *dypro* untuk mendapatkan konfigurasi yang terpilih setiap tahunnya. Optimasi pada modul *dynpro* dianggap telah tepat apabila output-nya tidak memberikan tanda (+) ataupun (-) pada setiap pembangkit yang terpilih.

2.7.2 Common Case Data

Proses pertama dalam WASP yaitu memasukkan data masa perencanaan pembangkit yang dapat dilakukan mencapai 30 tahun, menentukan periode load duration curve periode tiap tahun, dan menentukan kondisi untuk pembangkit listrik tenaga air dalam satu tahun, aspek ini memperhatikan keadaan musim di setiap daerah yang bergantung terhadap supply air yang didapatkan ketika musim hujan atau musim kemarau.

Common Case Data

First Year of the Study

Last Year of the Study
(Max. number of years, including first and last years, is 30)

Number of Periods in each Year
(Max. number of periods is 12)

Number of Hydro Conditions
(Max. number of hydro conditions is 5)

Probabilities of Hydro Conditions

[Sum of probabilities must be 1.0]

Gambar 2.1 Tampilan *Common case data*

2.7.3 Loadsy (Load System)

Loadsys merupakan modul yang memproses informasi yang menjelaskan periode beban puncak (*peak load*) dan kurva durasi beban (*load duration curve*) untuk sistem daya selama periode penelitian. Dalam modul loadsy diperlukan data *input* seperti : nilai *Fourier Coefficients*, data beban puncak (*peak load*) per-tahun, nilai rasio beban puncak tiap periode, dan data *Load Duration Curve* (LDC) tiap tahun.

LOADSY INPUT

Number of Fourier Coefficients
(Maximum = 100, Recommended = 50)

Output Option
☒ Normal ☐ Extended

Period Peak Load Ratios
Year: Add Del

Period	Peak Load Ratio
1	.89
2	.92
3	.98
4	1.

Load Duration Curve Data
Year: Add Del
Points

Annual Peak Load (MW)

Year	Peak Load
2021	777
2022	863
2023	954
2024	1049
2025	1127
2026	1389
2027	1475
2028	1565
2029	1658
2030	1755
2031	1865
2032	1960
2033	2066

Back

Gambar 2.2 Tampilan modul *loadsy*

2.7.4 Fixsys (Fixed System)

Fixsys merupakan modul yang berisikan data pembangkit eksisting yang ada dalam sistem dan data pembangkit yang akan bertambah ataupun berkurang dalam beberapa tahun kedepan akibat berhenti beroperasinya pembangkit, serta informasi yang berkaitan dengan emisi lingkungan, ketersediaan bahan bakar serta data kondisi pembangkit *hydro* yang telah ditetapkan sebelumnya. Terdapat beberapa sub-modul yang harus diinput seperti :

- *Thermal Plants*, menginput berbagai jenis pembangkit thermal eksisting yang ada
- *Fuel Types*, menginput jenis bahan bakar yang digunakan pada *thermal plants*.
- *Characteristic of Thermal Plant*, menginput data karakteristik dari tiap jenis pembangkit seperti : jumlah unit pembangkit, *minimum operating*, kapasitas daya, *heat rate*, *spinning reserve*, *Forced outage rate*, kelas *maintenance* pemabngkit, biaya bahan bakar domestic dan luar negeri, *fixed O&M Cost*, *Pollutant emission (SO₂ & NO_x)*
- *Addition / Retirements of Thermal Plants*, menginput beberapa penambahan atau pengurangan tiap jenis pembangkit yang berkaitan dengan usia (*lifetime*) tiap jenis pembangkit.
- *Hydro / Pump Storage Plants*, menginput data parameter teknis dari pembangkit *hydro* seperti : Jenis pembangkit *hydro*, *O&M Cost*, tahun beroperasi, daya terpasang, kapasitas penyimpanan (GWh), serta kapasitas rata-rata dan aliran energi tiap periode dalam satu tahun.
- *Emissions*, menginput pembangkit sesuai dengan emisi gas buang yang dihasilkan.
- *Group Limits*, menginput batasan pada pembangkit berdasarkan, ketersediaan bahan bakar, emisi lingkungan, dan energi listrik terbangkit.

FIXSYS_Input

Thermal Plants

PTU1
PTU1
PTU2
PTU3
PTU4

Add
Plant

Remove
Plant

Fuel Types

Fuel #	Name	Short Description
0	COAL	COAL PLANTS
1	FOIL	OIL PLANTS
2	NGAS	NATURAL GAS PLANTS

(Valid fuel ID's are 0,1,2.....9 to be given in sequence)

Characteristics of Thermal Plant PTU1

	Value
No. of Units	2
Min. operating level in each year (MW)	2.31
Max. generating capacity in each year (MW)	7.
Fuel Type	0
Heat rate at min. operating level (kcal/KWh)	3100

Additions/Retirements
of Thermal Plants

No. of Group Limits (max. 5): 4

Name of Pollutant I (default SO2): SO2

Name of Pollutant II (default NOx): NOx

LOLP penalty for group limits: 0.0

ENS penalty for group limits: 1.0

Emissions

Hydro/Pump
Storage Plants

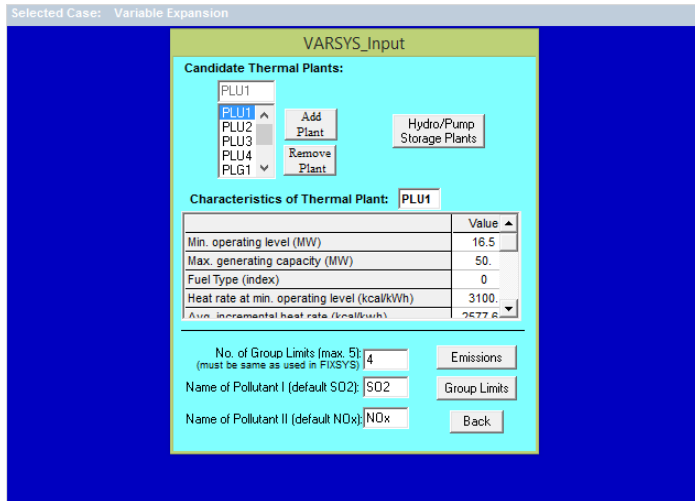
Group Limits

Back

Gambar 2.3 Tampilan modul *fixsys*

2.7.5 Varsys (Variable System Description)

Varsys merupakan modul yang berisikan data-data berbagai jenis pembangkit listrik yang harus dipertimbangkan sebagai kandidat untuk memperluas sistem pembangkitan. Data yang di masukkan seperti : *minimum operating*, kapasitas daya, *heat rate*, *spinning reserve*, *Forced outage rate*, kelas *maintenance* pemabngkit, biaya bahan bakar domestik dan luar negeri, *fixed O&M Cost*, *Pollutant emission (SO2 & NOx)*.



Gambar 2.4 Tampilan modul *Varsys*

2.7.6 Congen (Configuration Generator)

Congen merupakan modul yang bekerja menghitung semua kombinasi dari tahun ke tahun yang mungkin dari penambahan calon ekspansi yang memenuhi batasan input tertentu dan yang dalam kombinasi dengan sistem sehingga dapat memenuhi beban yang dibutuhkan. Congen juga menghitung aspek biaya pembangunan berdasarkan input yang sudah dimasukkan dalam modul FIXSYS dan VARSYS.

CONGEN_Optimization Expansion Analysis Data

Print Fixsys and Varsys Information? ☐ Reserve Margins

Year **2021** Critical Hydro Condition ☐ Minimum Maximum

Candidate Plants

Previous Year: **No of units of each candidate plant**

Minimum Number

Tunnel Width

Current Year: **2021** **No of units of each candidate plant**

Minimum Number

Tunnel Width

Previous Best Solution **Year** **2021**

No. of Units

Gambar 2.5 Tampilan modul *congen*

2.7.7 Mersim (Merge and Simulate)

Mersim merupakan modul yang berfungsi untuk mempertimbangkan semua konfigurasi yang diajukan oleh CONGEN dan menggunakan simulasi probabilistic dari operasi sistem untuk menghitung biaya produksi, energi tidak terlayani dan keandalan sistem untuk setiap konfigurasi. Dalam prosesnya, setiap pembatasan yang telah dikenakan pada modul sebelumnya untuk berbagai jenis pembangkit seperti emisi lingkungan, ketersediaan bahan bakar, dan energi listrik terbangkit juga akan dipertimbangkan kemungkinan terbaiknya. Pembagian jenis pembangkit ditentukan sedemikian rupa sehingga ketersediaan pembangkit, kebutuhan pemeliharaan, kebutuhan *spinning reverse* dan berbagai jenis pembatasan pada pembangkit dapat dipenuhi dengan biaya yang minimum.

Modul ini menggunakan semua konfigurasi dari simulasi sebelumnya, MERSIM juga dapat digunakan untuk mensimulasikan operasi sistem untuk solusi terbaik yang sedang dijalankan pada modul DYNPRO, operasi ini disebut REMERSIM. Dalam mode operasi ini,

hasil rinci dari simulasi juga disimpan pada file yang dapat digunakan untuk representasi grafis dari hasil.

The screenshot shows the 'MERSIM Input Data' window with the following sections and controls:

- Print Fixsys and Varsys Information?** ☐
- Pump Storage Operation**
 - ☒ Economic ☐ Forced
- Group Limitation Calculations**
 - ☒ Optimal Solution ☐ Feasible Solution
- Base Year**
- No. of Fourier Co-efficients**
- Output of Simulation Details**
 - ☒ Minimum ☐ Intermediate ☐ Maximum
- Spinning Reserves Requirements**
 - ☒ Variable ☐ Constant
- Loading Order Instructions**
 - ☒ Basic Economic LO ☐ User Specified LO
- Spinning Reserve Contribution by HYDRO**
 - Type A:
 - Type B:
- Loading Order Calculations**
 - ☒ Plant by Plant ☐ Unit by Unit
- SPNVAL**
- PEAKF**
- Change Data for Future Years**
- Back**

Gambar 2.6 Tampilan modul *mersim*

2.7.8 Dynpro (Dynamis Programming Optimization)

Modul Dynpro ini berfungsi untuk menentukan rencana ekspansi yang optimal berdasarkan biaya operasi yang telah diinputkan sebelumnya seperti *capital costs*, *energy not served cost*, parameter ekonomi dan kriteria keandalan.

The screenshot shows the 'DYNPRO Input' window with a light blue background. At the top, there's a title bar 'DYNPRO Input'. Below it, a section titled 'Output Option' contains three radio buttons: 'Minimum output' (selected), 'Print all states considered', and 'Detailed print out'. Below this, there's a checkbox for 'Print Variable System Information' which is unchecked. Further down are several input fields: 'No. of best solutions to be reported' with the value '3', 'Base year for cost discounting calculation' with '2021', 'Base year for cost escalation calculation' with '2021', 'No. of years to be considered for economic comparison' with '30', 'Discount rate for domestic costs (%/year)' with '10.', and 'Discount rate for foreign costs (%/year)' with '10.'. On the right side, there's a 'Cost Data' section with two buttons: 'Thermal Plants' and 'Hydro/PS plants'. Below these is a 'Data for Future Years' button and a 'Back' button at the bottom right.

Gambar 2.7 Tampilan modul *dynpro*

2.7.9 Reprobat (Report Writer of WASP in a Batched Environment)

Reprobat merupakan modul akhir yang berfungsi untuk menulis laporan yang merangkum hasil total atau sebagian untuk perencanaan perluasan yang optimum dan waktu perencanaan yang akan dilakukan. Beberapa hasil perhitungan yang dilakukan REPROBAT juga disimpan pada file yang dapat digunakan untuk representasi grafis dari hasil WASP.

27

3.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

3.2.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Timur

Berdasarkan data dari RUPTL PLN tahun 2018, penjualan energi listrik di Kalimantan Timur sejak tahun 2012-2017, tumbuh rata-rata sebesar 7,7% per tahun. Berikut tabel Komposisi energi serta jumlah pelanggan per kelompok pelanggannya.

Tabel 3.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Timur (Gwh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	1.324,2	1.431,5	1.625,2	1.707,5	1.801,7	1.818,5
2	Bisnis	539,6	578,2	633,3	698,2	757,9	775,7
3	Publik	204,3	222,5	242,5	260,8	281,6	283,6
4	Industri	142,6	144,0	152,3	165,8	170,2	192,5
Jumlah		2.210,8	2.376,2	2.653,2	2.832,2	3.011,4	3.070,3
Pertumbuhan %		11,4	7,5	11,7	6,7	6,3	2,0

Tabel 3.2 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan Timur(Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	529,8	606,5	676,3	727,3	775,0	836,1
2	Bisnis	33,8	38,4	41,0	43,9	46,7	50,8
3	Publik	14,9	18,4	19,0	20,1	20,0	21,6
4	Industri	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Jumlah		578,8	663,6	736,6	791,6	842,0	908,8
Pertumbuhan %		13,6	14,7	11,0	7,5	6,4	7,9

3.2.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Utara

Penjualan Energi listrik di Kalimantan Utara sendiri tumbuh rata-rata sebesar 8,4% per tahun. Berikut table komposisi penjualan energy serta jumlah pelanggan sejak tahun 2012-2017 per kelompok pelanggan.

Tabel 3.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan Utara (Gwh)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	160	170	205	218	236	239
2	Bisnis	60	62	73	76	82	84
3	Publik	40	41	48	53	58	58
4	Industri	31	34	34	37	37	42
Jumlah		291,5	307,5	358,8	384,5	413,2	424,2
Pertumbuhan %		4,86	5,47	16,70	7,15	7,48	2,65

Tabel 3.4 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan Utara(Ribu)

No.	Kelompok Pelanggan	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Rumah Tangga	71,8	81,3	89,5	97,7	106,7	112,1
2	Bisnis	7,1	7,6	8,0	8,5	8,9	9,1
3	Publik	3,6	5,3	4,7	4,6	5,1	3,9
4	Industri	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Jumlah		83	94	102	111	121	125
Pertumbuhan %		15,6	14,1	8,5	8,3	8,9	3,7

3.3 Kapasitas Terpasang dan Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting

3.3.1 Kapasitas terpasang dan Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting Kalimantan Timur

Kapasitas daya terpasang pada pembangkit yang ada di Kalimantan Timur per tahun 2017 sebesar 917,61 MW dengan Daya Mampu sebesar 627,42 MW. Pada system Mahakam yang mana merupakan system tegangan tinggi 150 kV terdapat beberapa jenis Pembangkit eksisting yang ada, berupa PLTU, PLTGU, PLTG, dan PLTD. Sedangkan untuk system Melak, Sangatta, dan Berau yang masih menggunakan jaringan tegangan menengah 20 kV masih di dominasi jenis pembangkit PLTD minyak. Berikut tabel jenis Pembangkit tenaga listrik eksisting yang ada di Kalimantan Timur.

Tabel 3.5 Pembangkit Listrik Tenaga Eksisting Kalimantan Timur

No	Sistem	Jenis	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mahakam	PLTU/GU/G/D	811,40	536,23	417,23
2	Petung	PLTD/MG	21,81	18,70	16
3	Tanah Grogot	PLTD	21,19	19,09	13,78
4	Melak	PLTD	17,20	14,30	9,55
5	Sangatta	PLTD	18,5	18,10	15,97
6	Berau	PLTU/D	27,51	21	18,66
Jumlah			917,61	627,42	491,18

3.3.2 Kapasitas Terpasang dan Pembangkit Tenaga Listrik Eksisting Kalimantan Utara

Kapasitas daya terpasang pada pembangkit yang ada di Kalimantan Utara per tahun 2017 sebesar 118 MW dengan Daya mampu sebesar 87,2 MW. Secara umum, kelistrikan di Kalimantan Utara ini masih menggunakan system jaringan menengah 20 kV, untuk beberapa daerah yang penduduknya relatif masih sedikit dan daerah terpencil, system tenaga listriknya masih sangat kecil dan di layani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dari PLTD setempat. Berikut tabel jenis pembangkit tenaga listrik yang ada di Kalimantan Utara.

Tabel 3.6 Pembangkit Listrik Tenaga Eksisting Kalimantan Utara

No	Sistem	Jenis	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	20,4	13,9	10,8
2	Nunukan & Sebatik	PLTD/MG	21,5	15,5	13,3
3	Malinau	PLTD	18,2	10,1	7,0
4	Tidung Pale	PLTD	6,3	3,0	1,7
5	Bunyu	PLTMG/D	3,0	1,9	1,4
6	Tarakan	PLTMG/D	48,6	42,9	37,5
Jumlah			118,0	87,2	71,6

3.4 Potensi Energi Primer

Potensi energy primer yang terdapat di Kalimantan Timur cukup beragam jenisnya dengan jumlah yang sangat banyak sedangkan di Kalimantan Utara lebih sedikit potensi yang ada. Berikut tabel potensi energi yang ada di Kalimantan Timur dan Utara.

Tabel 3.7 Potensi Energi Primer Kaltimra

No.	Provinsi	Batubara (Juta Ton)	Gas Bumi (TSCF)	Minyak Bumi (MMSTB)
1	Kalimantan Timur	25,000	51,7	985
2	Kalimantan Utara	1,607.30	-	-
Jumlah		26,607	51,7	985

Terdapat beberapa jenis energi yang ada di daerah Kalimantan Timur dan Utara, seperti potensi batubara nya yang sangat besar mencapai 26,6 milyar ton, serta cadangan gas bumi mencapai 51,7 TSCF (*Trilliun Standard Cubic Feet*) dan cadangan minyak bumi sebesar 985 MMSTB (Million Stock Tank Barrels).

Terdapat pula potensi enegi tenaga air yang sangat besar di daerah Kalimantan Timur dan Utara ini, dengan seperti yang terdapat di daerah Kabupaten Mahakam Ulu serta di daerah aliran sungai (DAS) Kayan yang mencapai 3000 MW. Walaupun memang masih diperlukan adanya kajian mendalam untuk dapat memanfaatkan potensi tenaga air ini. Berikut tabel potensi energi air yang ada di daerah Kalimantan Timur dan Utara.

Tabel 3.8 Potensi Energi Tenaga Air Kaltimra

No.	Nama Proyek	Lokasi	Tipe	Kapasitas (MW)	Status
1	Boh	Malinau	RES	270	Potensi
2	Long Bangun	Mahakam	ROR	20	Potensi
3	Mentarang 1	Malinau	RES	300	Potensi
4	Tabang	Kutai	RES	270	Potensi
5	Kayan 1	Bulungan	RES	660	Potensi
6	Kayan 2	Bulungan	RES	500	Potensi
7	Kayan 3	Bulungan	RES	1200	Potensi
8	Kaltara 2	Bulungan	RES	300	Potensi
Jumlah				3520	

3.5 Proyek Penambahan Pembangkit Hingga Tahun 2020

Sesuai dengan tingginya permintaan listrik dari tahun ke tahun, dan dengan sesuai ketersediaan sumber energi yang ada di Kalimantan Timur dan Utara, maka akan di bangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTG/MG. perencanaan penambahan pembangkit listrik baru hingga tahun 2020 dengan rincian sebagai berikut.

Tabel 3.9 Daftar Penambahan Pembangkit Kaltimra

No.	Proyek	Jenis	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
1.	Tanjung Redep	PLTU	2 x 7	2018
2.	Tanah Grogot	PLTU	2 x 7	2018
3.	Kaltim (MT)	PLTU	2 x 27,5	2018
4.	Malinau	PLTU	2 x 3	2018
5.	Tanjung Selor	PLTMG	15	2018
6.	Tanjung Selor	PLTU	14	2018
7.	Nunukan 2	PLTMG	10	2018
8.	Senipah (ST)	PLTGU	35	2019
9.	Gunung Belah	PLTMG	2 X 18	2019
10.	Kaltim Peaker 2	PLTG	100	2020
11.	Tarakan	PLTMG	40	2020

Berdasarkan data di atas, Kalimantan Timur dan Utara akan mendapatkan tambahan daya sebesar 339 MW hingga tahun 2020, sehingga total kapasitas daya mampu di Kaltimra pada tahun 2020 mencapai 1053,62 MW. Dengan asumsi proyek penambahan pembangkit tersebut berjalan dengan lancar.

BAB 4

SIMULASI DAN ANALISIS RENCANA PENAMBAHAN PEMBANGKIT DI KALIMANTAN TIMUR DAN UTARA TAHUN 2021-2050

4.1 Asumsi Perencanaan

Sebelum melakukan simulasi pada WASP IV ini, diperlukan asumsi terkait batasan-batasan yang akan dilakukan pada simulasi, sebagai berikut :

- Range perencanaan yaitu 30 tahun, dengan tahun mulai pada tahun 2021 dan berakhir pada tahun 2050.
- Jumlah periode dalam satu tahun yaitu 4 periode.
- Jumlah *hydrocondition* yaitu 1, dengan nilai probabilitas 1.0
- Nilai *discount rate* 7% mengacu pada data BI rate.
- Perencanaan pengembangan dengan metode *resource base*.

4.2 Inputan Data

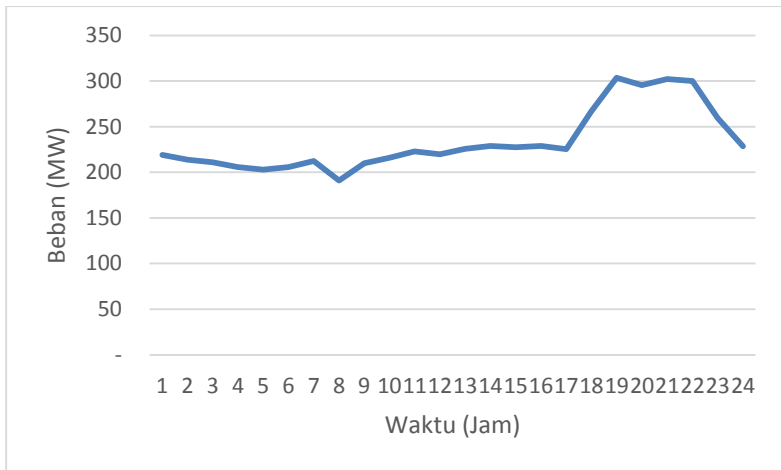
Dalam aplikasi WASP IV, terdapat tujuh modul pengerjaan, dimana tiga modul pertama merupakan modul inputan, yaitu input data beban, input data pembangkit eksisting, dan input jenis kandidat pembangkit yang akan direncanakan.

4.2.1 Input Data Beban

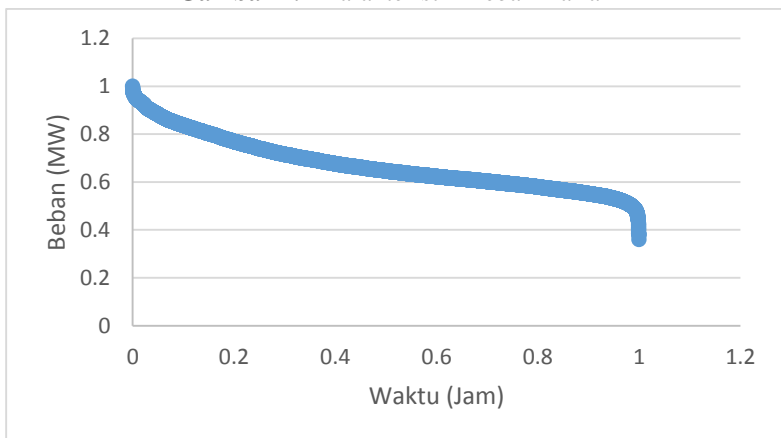
Modul pertama dalam WASP IV ini yaitu *loadsy*, data beban yang akan digunakan berupa data *load forecasting* yang telah dilakukan oleh PLN (data terlampir), data ini bertujuan untuk mengetahui nilai minimum load, load factor dan energy demand dalam suatu kurun waktu perencanaan.

Tahapan pertama, kita memilih jenis *output* yang dihasilkan dengan mode normal dan *Number of Fourier Coefficients* sebesar 50 sesuai seperti yang direkomendasikan modul. Kemudian, kita memberikan masukan data *annual peak load* mulai dari tahun 2021 hingga tahun 2050. Kemudian rasio beban puncak setiap periodenya di

masukkan dalam kolom *peak load ratio*. Selanjutnya, untuk mengetahui karakteristik beban perlu dibuat data *load duration curve (LDC)*. Untuk membuat *load duration curve (LDC)* ini digunakan data acuan berupa data beban per-jam pada tahun 2014 (data terlampir). Gambar 4.1 dibawah merupakan kurva *load duration curve (LDC)* Kalimantan Timur dan Utara dan data *annual peak load* dari tahun 2021 hingga 2050:

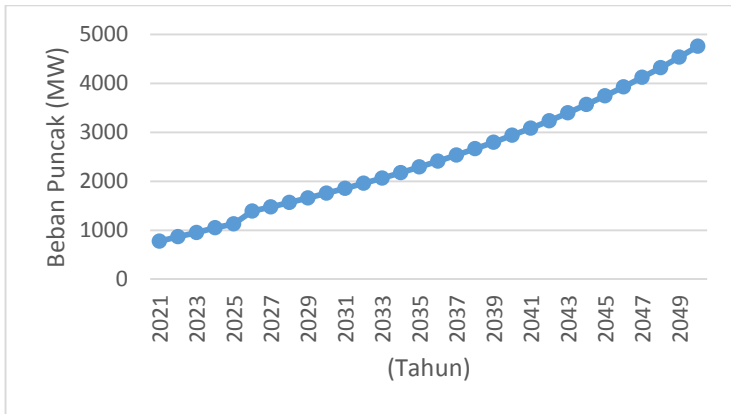


Gambar 4.1 Karakteristik Beban Harian



Gambar 4.2 Grafik *load duration curve* Kaltimra

Dari data *load duration curve* diatas, dapat diketahui besaran *load factor* nya sekitar 70%. Sehingga diketahui pembebanan untuk *base load* sekitar 70%, untuk *intermediate load* 15%, dan untuk *peak load* 15%.



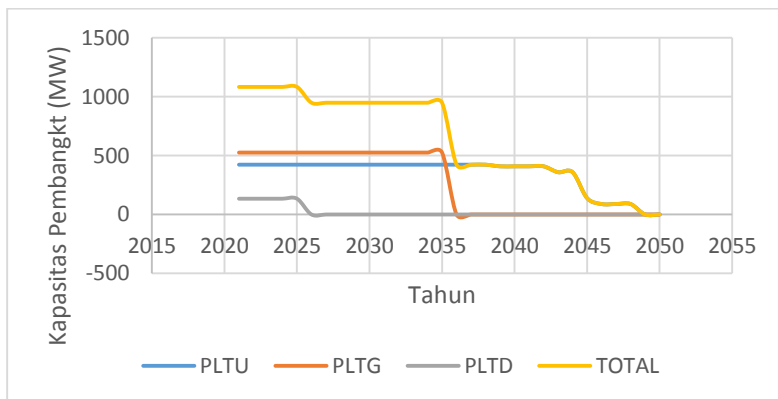
Gambar 4.3 Grafik beban puncak Kaltimra tahun 2021-2025

Berdasarkan data grafik diatas, puncak beban di daerah Kaltimra terus bertambah setiap tahunnya, dengan rata-rata kenaikan sebesar 137 MW setiap tahunnya, dan puncak beban di daerah Kaltimra pada tahun 2050 diperkirakan akan mencapai 4757 MW.

4.2.2 Input Data Pembangkit Eksisting

Modul kedua pada WASP IV yaitu Fixsys, pada modul ini kita memasukkan data-data pembangkit yang telah ada di daerah Kaltimra, pertama kita menginput data pembangkit dan jenis bahan bakar yang digunakan, dimana data yang saya masukkan terdapat tiga jenis yaitu batubara, gas dan minyak. Setelah itu, kita masukkan data pembangkit eksisting (data terlampir) dan tambahan proyek penambahan pembangkit yang diperkirakan dapat beroperasi pada tahun 2018-2020 sesuai tabel 3.9 beserta data karakteristik tiap jenis pembangkit. Setelah itu, kita mengatur *Additions/ Retirements of Thermal Plants*, yaitu menentukan kapan pembangkit eksisting akan selesai beroperasi sesuai *lifetime*-nya.

Berdasarkan data pada RUPTL, dimana, akan dibangunnya jaringan transmisi yang akan menginterkonesikan sistem *isolated* dengan sistem Mahakam hingga tahun 2025, maka jenis pembangkit yang banyak terdapat pada sistem *isolated* akan dihentikan beroperasinya. Hal ini dilakukan juga untuk dapat menekan biaya operasi yang mahal disebabkan oleh penggunaan bahan bakar minyak yang tinggi, sehingga PLTD yang bekerja akan dihentikan operasinya pada tahun 2025. Sedangkan untuk pembangkit jenis lainnya, dapat beroperasi sampai *lifetime*-nya berakhir. Berikut grafik total daya pembangkit eksisting sesuai jenis bahan bakarnya.



Gambar 4.4 Grafik kapasitas pembangkit eksiting Kaltimra

Berdasarkan data RUPTL, potensi tenaga *hydro* di Kaltimra yang sangat besar, maka di dalam modul *fixsys* ini, ditambahkan kandidat pembangkit *hydro*. Namun, pembangkit *hydro* ini tidak akan ikut dikompetisikan bersama pembangkit thermal untuk memenuhi bauran energi nasional dengan memaksimalkan semua potensi energi terbarukan (potensi air) yang ada di Kaltimra. Sehingga, tahun beroperasi dari pembangkit tenaga *hydro* ini harus ditentukan. Berikut daftar kandidat pembangkit *hydro* yang akan dibangun dalam perencanaan.

Tabel 4.1 Daftar kandidat pembangkit *hydro*

No	Jenis	Kode Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
1	PLTA	KYN1	400	2026
2	PLTA	KYN2	400	2028
3	PLTA	TBG1	300	2031
4	PLTA	KYN3	400	2034
5	PLTA	KYN4	400	2036
6	PLTA	KYN5	400	2038
7	PLTA	KYN6	400	2040

PLTA KYN1, KYN2, KYN3, KYN4, KYN5. Dan KYN6 merupakan PLTA yang berlokasi di daerah aliran sungai (DAS) Kayan, Kalimantan Utara. Kapasitas total pembangkit yang akan di bangun sebesar 6 x 400MW dengan pembangunan secara berkala. Sedangkan PLTA TBG1 merupakan pembangkit yang terletak di Kecamatan Tabang, Kalimantan Timur. Pembangkit KYN1 dan KYN3 di proyeksikan memiliki *capacity factor* sebesar 67%, sedangkan sisanya memiliki *capacity factor* sebesar 50%. Pembangkit PLTA ini diproyeksikan dapat bekerja untuk mengatasi *intermediate load*, dan membantu *peak load* pada sistem.

4.2.3 Input Kandidat Pembangkit

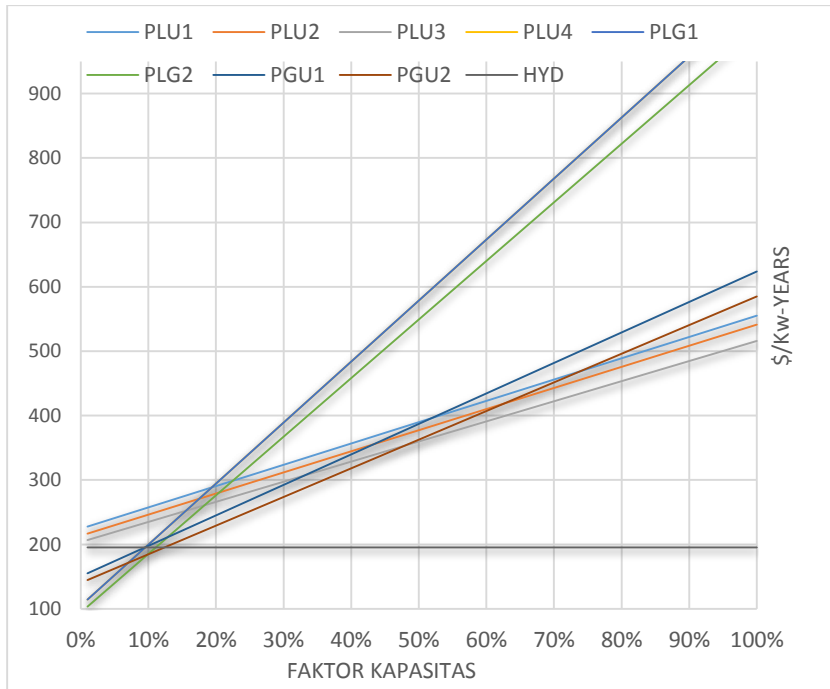
Modul ketiga pada WASP IV yaitu *varsys*, di modul ini kita memasukkan jenis tipe pembangkit yang akan kita gunakan beserta karakteristik masing-masing pembangkit. Berikut tabel daftar kandidat pembangkit *thermal* yang akan direncanakan :

Tabel 4.2 Daftar kandidat pembangkit *thermal*

No	Jenis	Kode Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)
1	PLTU	PLU1	BB	50
2	PLTU	PLU2	BB	100

No	Jenis	Kode Pembangkit	Bahan Bakar	Kapasitas (MW)
3	PLTU	PLU3	BB	200
4	PLTU	PLU4	BB	400
5	PLTG	PLG1	GAS	50
6	PLTG	PLG2	GAS	100
7	PLTGU	PGU1	GAS	75
8	PLTGU	PGU2	GAS	150

Dari data jenis kandidat pembangkit *thermal* (tabel 4.1) di atas dan dengan asumsi parameter teknis sesuai pada tabel (2.2-2.3) dan tabel (4.5), maka akan didapatkan besarnya biaya pembangkitan pertahun setelah dihitung menggunakan persamaan pada subbab 2.6 terhadap faktor kapasitasnya yang digambarkan dalam suatu *screening curve* (gambar 4.3). Dari *screening curve* dapat diambil kesimpulan bahwa semakin besar kapasitas pembangkit maka biaya pembangkitannya akan lebih kecil. pembangkit jenis PLTU semakin besar kapasitas faktor (60%-80%) yang digunakan maka biaya pembangkitan yang dikeluarkan akan lebih kecil, sehingga pembangkit PLTU dapat dijadikan sebagai penanggung beban dasar sistem. Sementara pembangkit jenis PLTG memiliki biaya pembangkitan yang kecil apabila dioperasikan pada faktor kapasitas (5%-20%), sehingga pembangkit PLTG inilah yang akan digunakan untuk menanggung beban puncak. Untuk pembangkit jenis PLTGU (PGU1 dan PGU2) sangat cocok digunakan untuk memikul beban menengah (30%-50%). *Screening curve* ini yang akan dijadikan acuan oleh program WASP-IV dalam memilih kandidat pembangkit yang akan dipasang pertahunnya.



Gambar 4.5 Grafik *screening curve*

4.3 Simulasi Konfigurasi Pembangkit

Simulasi konfigurasi pembangkit ini akan dilakukan pada modul *congen* di WASP IV. Simulasi ini bertujuan untuk menghasilkan sejumlah konfigurasi setiap jenis kandidat pembangkit yang akan direncanakan tiap tahunnya. Perlu diatur *reserve margin* agar konfigurasi tidak terlalu banyak dikarenakan batasan yang ada pada modul *congen*, dimana tiap tahunnya tidak boleh lebih dari 500 konfigurasi, dengan total tidak boleh lebih dari 5000 konfigurasi dalam 30 tahun.

4.4 Hasil Pengembangan Pembangkit

Modul *mersym* dan *dynpro* pada WASP IV ini akan bertugas untuk mendapatkan pengembangan pembangkit yang optimal setiap tahunnya, dimana modul *mersim* akan menghitung biaya

operasional setiap konfigurasi pembangkit, biaya *enegy not served*, serta menghitung indeks keandalan (LOLP) setiap konfigurasi. Kemudian proses optimasi akan dilakukan oleh modul *dynpro* untuk menentukan rencana penambahan pembangkit setiap tahunnya dengan memperhatikan biaya pengembangan pembangkitan termurah dan memiliki keandalan yang tinggi. Khusus untuk modul *dynpro*, sebelum dijalankan terlebih dahulu dimasukkan data *capital cost*, *lifetime*, *construction time*, dan *interest during construction* (IDC) dari masing-masing kandidat pembangkit, sesuai pada tabel (4.8) berikut :

Tabel 4.3 Data tiap jenis pembangkit

No	Jenis	Kode Pembangkit	Capital Cost (\$/kW)	Lifetime (Years)	Construction Years	IDC
1	PLTU	PLU1	2.000	30	4	15,63%
2	PLTU	PLU2	1.700	30	4	15,63%
3	PLTU	PLU3	1500	30	4	15,63%
4	PLTU	PLU4	1400	30	4	15,63%
5	PLTG	PLG1	500	25	2	8,00%
6	PLTG	PLG2	450	25	2	8,00%
7	PLTGU	PGU1	1.000	25	3	11,92%
8	PLTGU	PGU2	900	25	3	11,92%

Kemudian nilai suku bunga diasumsikan 7%, *base year for cost discounting calculation* dan *base year for cost escalation calculation* ditetapkan pada tahun 2021. Terakhir, pada menu *data for future years* nilai LOLP untuk setiap tahun dibatasi 0,274% sesuai standar PLN dan biaya ENS sebesar 0,85 \$/kWh.

Optimasi terbaik dapat dilihat ketika hasil pada modul *dynpro* sudah tidak terdapat tanda (+) atau (-) pada konfigurasi pembangkit setiap tahunnya. Ketika masih terdapat tanda tersebut,

dapat diartikan konfigurasi tersebut belum dikatakan baik, sehingga perlu diatur kembali konfigurasi pembangkitnya pada modul *congen*. Setelah dilakukan beberapa kali proses optimasi (*congen-mersim-dynpro*), Berikut adalah tabel hasil optimasi dari modul *dynpro* yang didapat:

Tabel 4.4 Kapasitas pembangkit terpilih

Tahun	PLTU	PLTGU	PLTA	PLTG LNG	TOTAL
2021	150	0	0	0	150
2022	150	0	0	0	150
2023	250	0	0	0	250
2024	300	50	0	0	350
2025	550	50	0	0	600
2026	550	50	272.1	0	872.1
2027	750	50	272.1	0	1072.1
2028	750	50	426.6	0	1226.6
2029	750	50	426.6	0	1226.6
2030	950	50	426.6	0	1426.6
2031	950	50	576.6	0	1576.6
2032	950	50	576.6	0	1576.6
2033	1150	50	576.6	0	1776.6
2034	1150	50	848.7	0	2048.7
2035	1550	50	848.7	0	2448.7
2036	1550	50	1045	0	2645
2037	1750	50	1045	0	2845
2038	1750	50	1317.1	0	3117.1
2039	1750	50	1317.1	0	3117.1
2040	1750	50	1513.4	0	3313.4
2041	1950	50	1513.4	0	3513.4
2042	2350	50	1513.4	0	3913.4

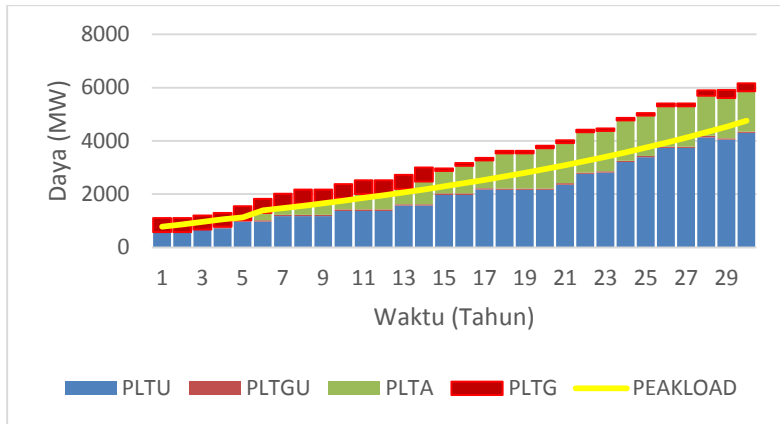
Tahun	PLTU	PLTGU	PLTA	PLTG LNG	TOTAL
2043	2450	50	1513.4	0	4013.4
2044	2850	50	1513.4	0	4413.4
2045	3250	50	1513.4	100	4913.4
2046	3650	50	1513.4	100	5313.4
2047	3650	50	1513.4	100	5313.4
2048	4050	50	1513.4	150	5763.4
2049	4050	50	1513.4	250	5863.4
2050	4300	50	1513.4	250	6113.4

Kemudian, dapat dilihat dari tabel dan grafik dibawah yang merupakan total kapasitas pembangkit terpilih dengan kapasitas pembangkit eksisting (Terlampir) yang telah ada.

Tabel 4.5 Kapasitas pembangkit terpilih dengan pembangkit eksisting

Tahun	TOTAL PENAMBAHAN				Total Daya
	PLTU	PLTGU	PLTA	PLTG	
2021	473	0	0	525.91	998.91
2022	473	0	0	575.91	1048.91
2023	623	0	0	575.91	1198.91
2024	723	0	0	575.91	1298.91
2025	723	0	272.1	575.91	1571.01
2026	1023	0	272.1	575.91	1871.01
2027	1023	0	422.1	575.91	2021.01
2028	1123	0	422.1	575.91	2121.01
2029	1323	0	422.1	575.91	2321.01
2030	1323	0	422.1	575.91	2321.01
2031	1423	0	422.1	575.91	2421.01
2032	1623	0	422.1	575.91	2621.01

Tahun	TOTAL PENAMBAHAN				Total Daya
	PLTU	PLTGU	PLTA	PLTG	
2033	1823	0	422.1	575.91	2821.01
2034	2023	0	422.1	575.91	3021.01
2035	2023	0	618.4	575.91	3217.31
2036	2023	0	618.4	575.91	3217.31
2037	2223	0	618.4	575.91	3417.31
2038	2223	0	814.7	505.5	3543.2
2039	2509	0	814.7	498	3821.7
2040	2509	0	1086.8	498	4093.8
2041	2509	0	1086.8	498	4093.8
2042	2709	0	1086.8	498	4293.8
2043	3059	0	1086.8	468	4613.8
2044	3459	0	1086.8	461	5006.8
2045	3639	0	1086.8	390	5115.8
2046	3589	0	1086.8	450	5125.8
2047	3989	0	1086.8	450	5525.8
2048	4189	0	1086.8	550	5825.8
2049	4200	0	1086.8	650	5936.8
2050	4350	0	1086.8	750	6186.8



Gambar 4.6 Diagram batang pembangkit perjenis BB

Dari Tabel 4.4 dan tabel 4.5 diatas, dapat disimpulkan bahwa :

- Penambahan Pembangkit di awal tahun 2021-2025 masih sedikit, dikarenakan daya pembangkit eksisting yang masih tersedia.
- Pada awal periode 2021-2025 PLTU yang masuk hanya yang berkapasitas 50MW dan 100MW.
- PLTU kapasitas 400MW mulai masuk pada tahun 2041, karena permintaan beban yang semakin tinggi.
- PLTA mulai masuk tahun 2025, untuk menggantikan PLTD yang dihentikan operasinya.
- Pembangunan PLTA terus dilakukan bertahap untuk mengisi pembangkit eksisting yang berkurang dan untuk memanfaatkan sumber tenaga *hydro* yang ada di Kaltimra.
- PLTGU terpilih hanya 1 unit 50MW untuk membantu menangani *intermediate load*.
- PLTG mulai bertambah kapasitasnya pada akhir periode, dikarenakan untuk memenuhi beban *peak load* yang semakin

tinggi dan menggantikan PLTG eksisting yang telah berhenti beroperasi.

- Hingga tahun 2050, pembangkit yang terpilih yaitu 8 unit PLTU 50MW, 5 unit PLTU 100MW, 7 unit PLTU 200MW, 5 unit PLTU 400MW. Untuk PLTG sebanyak 3 unit 100MW. Serta PLTGU 1 unit 50MW. Sehingga pada tahun 2050 Kaltimra akan memiliki daya total sebesar 6163.4 MW.

4.5 Nilai Biaya Pengembangan Pembangkit dan Indeks Keandalan.

Dari hasil optimasi yang didapatkan sebelumnya, akan didapat nilai biaya pembangkitan yang terdiri dari biaya konstruksi, biaya *salvage value*, biaya operasi, dan biaya *energy not served*. Dapat dilihat pada tabel dibawah, biaya konstruksi didapatkan berdasarkan sesuai dengan jenis pembangkit yang dibangun tiap tahunnya. Biaya operasi tiap tahunnya terus menurun dikarenakan pembangkit jenis PLTD yang sudah dihentikan operasinya serta penggunaan pembangkit dengan kapasitas besar memiliki biaya operasi yang lebih murah. Sementara biaya *salvage value* yang biayanya membesar tiap tahunnya dikarenakan *lifetime* pembangkit yang masih lama. Terdapat juga nilai indeks keandalan yang sudah sesuai dengan standar yang ditetapkan yaitu sebesar $< 0.274 \%$.

Tabel 4.6 Biaya pengembangan pembangkit tahun 2021-2050

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta US \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2021	300	0	367.5	0.11	667.6	667.6	0.015
2022	0	0	404.9	0.402	405.3	1073	0.117
2023	170	11.3	428.7	0.693	588.1	1,661	0.205
2024	175	10	456.9	0.711	622.6	2,283	0.196
2025	440	58.6	440.9	0.926	823.2	3,107	0.239
2026	0	0	407	0.584	407.6	3,514	0.118
2027	300	60	429.1	0.542	669.7	4,184	0.091
2028	0	0	393.9	0.31	394.2	4,578	0.025

Tahun	Biaya Pengembangan Pertahun (Juta US \$)						LOLP (%)
	Biaya Konstruksi	Nilai Sisa	Biaya Operasi	Biaya ENS	Total Biaya	Kumulatif Biaya	
2029	0	0	420.6	0.67	421.2	4,999	0.112
2030	300	90	447.6	0.603	658.2	5,658	0.080
2031	0	0	411.7	0.417	412.2	6,070	0.034
2032	0	0	442.9	0.914	443.8	6,514	0.136
2033	300	120	472.7	0.803	653.5	7,167	0.101
2034	0	0	376.4	0.36	376.8	7,544	0.012
2035	640	298.6	345.1	1.1	687.6	8,232	0.145
2036	0	0	303.5	0.59	304.1	8,536	0.050
2037	300	160	339.7	0.616	480.3	9,016	0.047
2038	0	0	273.9	0.39	274.3	9,291	0.011
2039	0	0	306.8	0.576	307.4	9,598	0.037
2040	0	0	273.1	0.458	273.5	9,872	0.018
2041	560	373.3	316.3	0.492	503.5	10,375	0.016
2042	100	70	353.3	0.79	384.1	10,759	0.056
2043	560	410.6	401	0.71	551.1	11,310	0.034
2044	560	429.3	444.5	1.01	576.2	11,887	0.061
2045	605	482.2	488	0.95	611.7	12,499	0.047
2046	0	0	530.1	2.01	532.2	13,031	0.144
2047	300	260	581.3	2.49	623.7	13,655	0.182
2048	605	543.6	644.6	1.816	707.8	14,362	0.110
2049	145	134.7	706.7	2.54	719.5	15,082	0.169
2050	400	386.6	766.05	2.9	782.3	15,864	0.197

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan proses pengerjaan tugas akhir ini, didapatkan beberapa kesimpulan seperti :

1. *Software Wien Automatic System Planning* (WASP IV) dapat membantu mencari optimasi terbaik untuk pengembangan pembangkit listrik disuatu daerah berdasarkan aspek keekonomisan dan aspek keandalan pembangkit.
2. Dari hasil akhir optimasi didapatkan hasil bahwa, pada tahun akhir 2050 penambahan daya pembangkit sebesar 6163.4 MW dengan rincian 8 unit PLTU 50MW, 5 unit PLTU 100MW, 7 unit PLTU 200MW, 5 unit PLTU 400MW, 1 unit PLTG 50MW, 3 unit PLTG 100MW, 6 unit PLTA 400MW, dan 1 unit PLTA 300MW.
3. Penambahan pembangkit yang direncanakan akan dapat memenuhi kebutuhan *base load* disuplai oleh PLTU dan *intermediate load* serta *peak load* disuplai oleh PLTA dan PLTG.
4. Hasil optimasi berdasarkan aspek ekonomi didapat total biaya pembangkitan termurah hingga tahun 2050 sebesar 15,80 Milyar US\$. Hasil optimasi berdasarkan aspek keandalan sudah sesuai dengan yang diinginkan yaitu berkisar antara 0,11 sampai 0,239.
5. Reserve margin yang didapatkan berkisar antara 29% hingga 43%.

5.2 Saran

Terdapat beberapa saran yang perlu dipertimbangkan untuk penelitian selanjutnya:

1. Diperlukan studi lanjut mengenai pemanfaatan tenaga *hydro* yang besar, agar dapat disalurkan untuk wilayah Kalimantan yang lain.

2. Diperlukan adanya studi mengenai sistem distribusi listrik secara mendetail, sehingga dapat dibuat sistem interkoneksi satu Kalimantan.
3. Dengan potensi energi yang cukup besar, dapat juga dilakukan studi untuk ekspor energi ke Negara tetangga.

Daftar Pustaka

- [1] Rasio Elektrifikasi Indonesia. Jakarta: Kementrian ESDM; 2017.
- [2] Statistik Ketenagalistrikan 2016. Jakarta: Dirjen Ketenagalistrikan; 2016
- [3] Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2015-2034. Jakarta: Kementrian ESDM; 2015.
- [4] Soedibyo. Pembangkitan Tenaga Listrik. Surabaya: ITS press; 2015
- [5] R. Tidball, J. Bluestein, N. Rodriguez, and S. Knoke, "Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies," no. November, 2010.
- [6] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, vol. 37. 1996.
- [7] IAEA, "Users' Manual for Wien Automatic System Planning (WASP) Package: A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning," no. 16, 2001.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Load Forecasting Kaltimra Tahun 2021-2050

Tahun	Energi Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)
2021	4560	777
2022	5091	863
2023	5649	954
2024	6237	1049
2025	6710	1127
2026	8282	1389
2027	8803	1475
2028	9344	1565
2029	9906	1658
2030	10494	1755
2031	11107	1856
2032	11733	1960
2033	12383	2066
2034	13061	2178
2035	13756	2292
2036	14480	2411
2037	15234	2534
2038	16020	2663
2039	16840	2797
2040	17696	2937
2041	18591	3084
2042	19527	3237
2043	20509	3566
2044	21538	3566
2045	22620	3743
2046	23754	3928
2047	24944	4122
2048	26190	4324
2049	27492	4536
2050	28850	4757

Lampiran 2 Data Load Duration Curve Kaltimra Tahun 2014

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
1.000	0,011	1.000	0,011	1.000	0,011	0.999	0,011
0.990	0,022	0.980	0,022	0.983	0,022	0.970	0,022
0.990	0,033	0.964	0,033	0.973	0,033	0.956	0,033
0.986	0,044	0.956	0,044	0.945	0,043	0.956	0,043
0.948	0,056	0.930	0,055	0.932	0,054	0.943	0,054
0.931	0,067	0.928	0,066	0.924	0,065	0.935	0,065
0.924	0,078	0.912	0,077	0.907	0,076	0.926	0,076
0.909	0,089	0.910	0,088	0.901	0,087	0.918	0,087
0.909	0,100	0.896	0,099	0.887	0,098	0.910	0,098
0.908	0,111	0.896	0,110	0.883	0,109	0.908	0,109
0.893	0,122	0.881	0,121	0.873	0,120	0.901	0,120
0.893	0,133	0.878	0,132	0.869	0,130	0.900	0,130
0.891	0,144	0.864	0,143	0.862	0,141	0.895	0,141
0.874	0,156	0.864	0,154	0.850	0,152	0.884	0,152
0.874	0,167	0.849	0,165	0.843	0,163	0.878	0,163
0.873	0,178	0.831	0,176	0.835	0,174	0.872	0,174
0.859	0,189	0.831	0,187	0.829	0,185	0.871	0,185
0.859	0,200	0.825	0,198	0.817	0,196	0.854	0,196
0.857	0,211	0.816	0,209	0.811	0,207	0.841	0,207
0.842	0,222	0.816	0,220	0.803	0,217	0.828	0,217
0.841	0,233	0.816	0,231	0.795	0,228	0.819	0,228
0.841	0,244	0.810	0,242	0.789	0,239	0.814	0,239
0.826	0,256	0.810	0,253	0.773	0,250	0.813	0,250
0.826	0,267	0.801	0,264	0.763	0,261	0.808	0,261

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0.825	0,278	0.800	0,275	0.761	0,272	0.808	0,272
0.808	0,289	0.792	0,286	0.758	0,283	0.800	0,283
0.808	0,300	0.790	0,297	0.758	0,293	0.799	0,293
0.807	0,311	0.784	0,308	0.754	0,304	0.791	0,304
0.793	0,322	0.783	0,319	0.751	0,315	0.784	0,315
0.793	0,333	0.777	0,330	0.745	0,326	0.778	0,326
0.792	0,344	0.777	0,341	0.740	0,337	0.768	0,337
0.777	0,356	0.768	0,352	0.732	0,348	0.763	0,348
0.777	0,367	0.767	0,363	0.721	0,359	0.76	0,359
0.776	0,378	0.758	0,374	0.721	0,370	0.749	0,370
0.761	0,389	0.758	0,385	0.712	0,380	0.746	0,380
0.760	0,400	0.753	0,396	0.712	0,391	0.74	0,391
0.759	0,411	0.752	0,407	0.705	0,402	0.734	0,402
0.744	0,422	0.746	0,418	0.691	0,413	0.734	0,413
0.744	0,433	0.746	0,429	0.689	0,424	0.734	0,424
0.729	0,444	0.734	0,440	0.688	0,435	0.726	0,435
0.728	0,456	0.734	0,451	0.680	0,446	0.725	0,446
0.713	0,467	0.719	0,462	0.674	0,457	0.719	0,457
0.713	0,478	0.719	0,473	0.674	0,467	0.719	0,467
0.712	0,489	0.717	0,484	0.672	0,478	0.718	0,478
0.698	0,500	0.717	0,495	0.667	0,489	0.709	0,489
0.696	0,511	0.703	0,505	0.658	0,500	0.707	0,500
0.682	0,522	0.701	0,516	0.652	0,511	0.701	0,511
0.681	0,533	0.682	0,527	0.651	0,522	0.700	0,522
0.666	0,544	0.682	0,538	0.647	0,533	0.698	0,533
0.666	0,556	0.680	0,549	0.647	0,543	0.693	0,543

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0.664	0,567	0.680	0,560	0.646	0,554	0.693	0,554
0.650	0,578	0.671	0,571	0.641	0,565	0.685	0,565
0.649	0,589	0.671	0,582	0.640	0,576	0.684	0,576
0.646	0,600	0.668	0,593	0.639	0,587	0.684	0,587
0.646	0,611	0.659	0,604	0.639	0,598	0.679	0,598
0.632	0,622	0.657	0,615	0.636	0,609	0.678	0,609
0.632	0,633	0.657	0,626	0.636	0,620	0.671	0,620
0.632	0,644	0.650	0,637	0.631	0,630	0.669	0,630
0.631	0,656	0.649	0,648	0.630	0,641	0.669	0,641
0.630	0,667	0.649	0,659	0.629	0,652	0.663	0,652
0.615	0,678	0.638	0,670	0.623	0,663	0.660	0,663
0.615	0,689	0.638	0,681	0.621	0,674	0.646	0,674
0.613	0,700	0.632	0,692	0.620	0,685	0.645	0,685
0.612	0,711	0.632	0,703	0.613	0,696	0.644	0,696
0.610	0,722	0.632	0,714	0.612	0,707	0.642	0,707
0.609	0,733	0.626	0,725	0.609	0,717	0.640	0,717
0.606	0,744	0.625	0,736	0.606	0,728	0.640	0,728
0.586	0,756	0.616	0,747	0.603	0,739	0.639	0,739
0.586	0,767	0.614	0,758	0.602	0,750	0.637	0,750
0.584	0,778	0.605	0,769	0.602	0,761	0.634	0,761
0.584	0,789	0.603	0,780	0.601	0,772	0.633	0,772
0.582	0,800	0.595	0,791	0.594	0,783	0.632	0,783
0.568	0,811	0.594	0,802	0.593	0,793	0.631	0,793
0.566	0,822	0.593	0,813	0.591	0,804	0.629	0,804
0.565	0,833	0.584	0,824	0.590	0,815	0.628	0,815
0.565	0,844	0.583	0,835	0.590	0,826	0.626	0,826

Data Load Duration Curve							
Periode 1		Periode 2		Periode 3		Periode 4	
Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration	Load	Duration
0.564	0,856	0.583	0,846	0.590	0,837	0.623	0,837
0.549	0,867	0.577	0,857	0.589	0,848	0.622	0,848
0.546	0,878	0.577	0,868	0.581	0,859	0.614	0,859
0.544	0,889	0.575	0,879	0.580	0,870	0.613	0,870
0.544	0,900	0.575	0,890	0.578	0,880	0.606	0,880
0.525	0,911	0.574	0,901	0.577	0,891	0.603	0,891
0.517	0,922	0.572	0,912	0.564	0,902	0.600	0,902
0.516	0,933	0.564	0,923	0.563	0,913	0.597	0,913
0.515	0,944	0.561	0,934	0.563	0,924	0.593	0,924
0.495	0,956	0.560	0,945	0.558	0,935	0.591	0,935
0.490	0,967	0.558	0,956	0.542	0,946	0.581	0,946
0.473	0,978	0.551	0,967	0.542	0,957	0.578	0,957
0.470	0,989	0.544	0,978	0.537	0,967	0.571	0,967
0.470	1,000	0.402	0,989	0.511	0,978	0.570	0,978
		0.394	1,000	0.507	0,989	0.561	0,989
				0.385	1,000	0.446	1,000

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BIOGRAFI PENULIS



Penulis merupakan seorang pria yang berasal dari Kota Udang. Kota udang merupakan julukan dari Kota Cirebon. Kota yang terletak di perbatasan antara Provinsi Jawa Barat dengan Provinsi Jawa Tengah. Pria kelahiran 29 November 1995 ini merupakan anak ke 2 dari 2 bersaudara dari pasangan Adnan Widya dengan Rofikoh. Penulis memiliki hobi diantaranya travelling, bermain game, dan dan berburu kuliner. Latar belakang studinya yaitu bersekolah di SDIT Yakpi, SMP Negeri 1 Arjawinangun, SMA Negeri 2 Cirebon dan pada tahun 2014 Penulis melanjutkan sekolah ke jenjang sarjana di jurusan Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Cita-cita Penulis adalah ingin menjadi seorang wirausahawan yang sukses dan bisa menjadi pribadi yang bermanfaat bagi sesama, Bangsa, dan Agama.

